



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

*Estudio técnico económico de  
una planta solar fotovoltaica con  
seguimiento solar conectada a la  
red y destinada a la venta de  
energía, situada en el término  
municipal de la Barraca de Aguas  
Vivas, Valencia*

---

**MEMORIA PRESENTADA POR:**

*Joan Barber Radal*

Grado en Ingeniería eléctrica

Convocatoria de defensa: 09/2019



# Dedicatoria

*Dedicado a*

*Mi familia por haberme apoyado en todo momento con mis estudios*

*Adolfo Hilario por mostrarme el mundo de  $\text{\LaTeX}$  y cederme esta plantilla*

*Rafael Montoya porque sin su ayuda este proyecto no se hubiese terminado*





# Resumen

El siguiente documento pretende realizar una instalación fotovoltaica con una potencia de 500kW. La planta estará conectada a la red y estará destinada a la venta de energía. Se situará en la localidad La Barraca d'Aigues Vives en la provincia de Valencia, España. Contará con un sistema de seguimiento solar para extraer el máximo rendimiento a la instalación.

El documento contiene todos los cálculos justificativos realizados para el correcto dimensionado de la instalación como también los elementos escogidos.

El presupuesto, el balance económico y los planos realizados también se incluyen en el proyecto.

**Palabras clave:** Seguidor solar    Renovables    Fotovoltaica

Joan Barber Radal  
jbarberradal@gmail.com



# Abstract

The following document pretends to carry out a photovoltaic system with a 500kW power. The plant will be connected to the electricity grid and it shall be headed to electric power sale. It will be situated in the locality of **La Barraca d'Aigües Vives** in the province of Valencia, Spain. It will have a solar monitoring system in order to perform to the best of the installation's capacity.

The document contains all the supporting calculations done for the correct sizing of the facility and the elements selected for it.

The budget, the economical balance and the building plans are also included in the project.

**Keywords:** solar tracker    Renewable    phtovoltaic

Joan Barber Radal  
jbarberradal@gmail.com



# Índice general

Resumen	I
Índice general	VII
1 Introducción	1
1.1 La energía renovable . . . . .	1
1.2 Situación de energías renovables en España. . . . .	3
2 Metodología	5
3 Descripción del proyecto	7
3.1 Objeto del proyecto . . . . .	7
3.2 Objetivo del proyecto . . . . .	7
3.3 Finalidad del proyecto. . . . .	8
3.4 Radiación solar . . . . .	9
3.5 Localización y descripción de la parcela . . . . .	10
3.6 Producción anual de la planta fotovoltaica . . . . .	11
4 Información general	13
4.1 Principio de funcionamiento . . . . .	13
4.2 Elementos de una planta solar fotovoltaica . . . . .	13
4.2.1 Generador fotovoltaico. . . . .	13
4.2.2 Inversor. . . . .	14

4.2.3 Transformador. . . . .	15
4.2.4 Cableado . . . . .	15
4.2.5 Protecciones . . . . .	15
4.2.6 Estructura de apoyo de los paneles . . . . .	15
4.2.7 Puesta a tierra . . . . .	16
 5 Elementos de nuestra instalación . . . . .	 17
5.1 Módulos fotovoltaicos . . . . .	17
5.2 Inversor . . . . .	19
5.2.1 Estructura del inversor . . . . .	19
5.2.2 Componentes del inversor . . . . .	20
5.3 Estructura de soporte . . . . .	21
5.3.1 Distribución de los seguidores . . . . .	22
5.4 Cableado. . . . .	23
5.4.1 Cableado en lado CC . . . . .	23
5.4.2 Cableado en lado CA . . . . .	23
5.4.3 Tubos protectores. . . . .	23
5.5 Protecciones eléctricas. . . . .	23
5.5.1 Protecciones en el lado CC . . . . .	23
5.5.2 Protecciones en lado CA . . . . .	25
5.6 Transformador . . . . .	25
5.7 Elementos en línea de media tensión . . . . .	25
5.7.1 Centro de seccionamiento . . . . .	26
5.7.2 Centro de control y medida. . . . .	27
5.8 Centro de comunicaciones . . . . .	27
5.9 Transformador de autoalimentación . . . . .	28
5.10 Puesta a tierra . . . . .	28
 6 Perdidas en la instalación . . . . .	 29
6.1 Perdidas en una instalación fotovoltaica . . . . .	29
6.1.1 Perdidas por polvo y suciedad . . . . .	29
6.1.2 Perdidas en el inversor. . . . .	29
6.1.3 Perdidas en el cableado . . . . .	30
6.1.4 Perdidas por sombreado. . . . .	30
6.1.5 Perdidas por temperatura. . . . .	30

7 Obra civil	31
7.1 Adecuación del terreno . . . . .	31
7.2 Lindes de la parcela . . . . .	32
7.3 Canalizaciones y edificaciones . . . . .	32
8 Mantenimiento y puesta en funcionamiento de la instalación	33
8.1 Puesta en funcionamiento . . . . .	33
8.2 Mantenimiento de la instalación . . . . .	34
9 Cálculos	35
9.1 Módulos fotovoltaicos . . . . .	35
9.1.1 Dimensionado de módulos en el soporte . . . . .	35
9.1.2 Temperatura de los módulos . . . . .	37
9.2 Verificación del inversor y cadenas de los módulos . . . . .	38
9.3 Distancia entre estructuras por perdida con sombreado . . . . .	40
9.4 Cableado. . . . .	41
9.4.1 Metodología de cálculo: . . . . .	41
9.4.2 Cálculo de sección en la parte de CC. . . . .	46
9.4.3 Cálculo de cableado en la parte CA. . . . .	52
9.5 Calculo de protecciones . . . . .	56
9.5.1 Cálculo de protecciones en la parte de CC. . . . .	56
9.5.2 Cálculo de protecciones en la parte CA . . . . .	58
9.6 Cálculo de puesta a tierra . . . . .	58
9.6.1 Cálculo de tierras de protección . . . . .	58
10 Balance económico	61
11 Conclusiones	65
12 Bibliografía	67
13 Pliego de condiciones	69
14 Presupuesto	75





# Capítulo 1

## Introducción

*En el presente capítulo se realizará una breve explicación de la actualidad de las energías renovables*

### 1.1 La energía renovable

Actualmente la producción y consumo de energía es uno de principales causantes de los gases contaminantes y del efecto invernadero. Por tanto se han estado investigando y mejorando fuentes alternativas para reducir el efecto de estos gases.

Para combatir los efectos de estos gases que provocan el cambio climático los integrantes de la la Naciones Unidas llegaron a un acuerdo con el fin de reducir las emisiones de los seis gases que provocan el calentamiento global, es el llamado **Protocolo de Kioto**. Este acuerdo pretendía reducir en al menos un 5 % la emisión de estos gases en 2008-2012 con respecto a 1990.

Debido a que vivimos en una sociedad que depende casi por completo de las fuentes de energía obtenidas con combustibles fósiles o bien de la energía nuclear, fuentes no renovables y causan un gran impacto en el medio-ambiente. Sin embargo la aparición de las energías renovables presentan una alternativa al uso de estas. Estas son **energías limpias e inagotables**, se diferencian de los combustibles fósiles por su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en todo el planeta.

Existen diversas fuentes de energía renovables, estas son las que existen en la actualidad:

- **Energía eólica:** se obtiene del viento

- **Energía solar:** se obtiene del sol. Se diferencian en dos tipos, **solar fotovoltaica** (aprovecha la luz solar) y la **solar térmica** (aprovecha la calor del sol)
- **Energía hidroeléctrica:** se obtiene de los ríos y de las corrientes de agua dulce.
- **Biomasa y biogás:** se extrae de materia orgánica
- **Energía geotérmica:** se obtiene del calor del interior de la tierra
- **Energía mareomotriz:** se obtiene de las mareas
- **Energía undimotriz u olamotriz:** se obtiene de las olas
- **Bioetanol:** se obtiene a partir de la fermentación de productos vegetales, su uso es principalmente la automoción
- **Biodiésel:** se obtiene a partir de aceites vegetales, se usa principalmente en la automoción

Como en este estudio nos centraremos en la solar fotovoltaica, nombraremos algunas ventajas y inconvenientes de este tipo de fuente de energía.

#### ***Ventajas:***

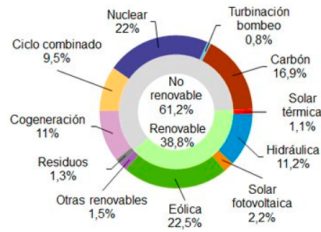
- Mantenimiento de bajo costo y sencillo
- Se puede instalar en zonas que no tienen ningún uso
- No produce emisiones
- Se puede inyectar la energía sobrante a la red
- Se puede obtener energía eléctrica en zonas remotas donde no llega la red

#### ***Inconvenientes:***

- Para grandes instalaciones se necesita una gran extensión de superficie útil
- Requiere una inversión alta al inicio
- No siempre obtienes la energía deseada debido al factor tiempo

## 1.2 Situación de energías renovables en España

Actualmente en España la energía que mas produce es la eólica, por encima incluso de la nuclear y el carbón. En la gráfica de la imagen **3.5** podemos observar el porcentaje de energía producida por cada uno de los tipos de centrales que se encuentran en el país.



**Figura 1.1:** Producción de energía en España

Según un estudio de **IRENA** (Agencia Internacional de Energías Renovables) la cantidad de energía producida por plantas fotovoltaicas aumentará en los próximos años debido ala bajada de precios de los materiales para instalaciones, con respecto a los otros tipos de producción de energía eléctrica.



## Capítulo 2

# Metodología

1. Información general
2. Objetivos
3. Resultados
4. Bibliografía



## Capítulo 3

# Descripción del proyecto

*En el presente capítulo se explicarán los objetivos por los cuales quiere realizar la instalación*

### 3.1 Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es fijar y demostrar que se cumple con todos los requisitos necesarios para la implementación de una planta de energía fotovoltaica en la localidad de **La Barraca de Aguas Vivas**, situada en la provincia de **Valencia** como que también se cumpla con toda la normativa en vigor.

### 3.2 Objetivo del proyecto

Este documento se basará en el dimensionado y el cálculo de todos los elementos presentes en una instalación de energía fotovoltaica, conectada a la red para la venta de energía, así como la obra civil necesaria para adecuar el emplazamiento.

También se mostrará la viabilidad económica del proyecto y el periodo de tiempo necesario para la recuperación de la inversión.

### **3.3 Finalidad del proyecto**

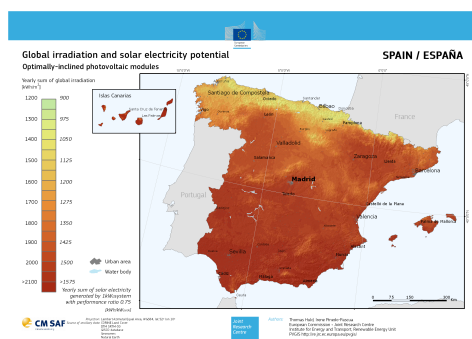
La finalidad del presente proyecto es mostrar que la energía fotovoltaica es una alternativa a tener en cuenta para una sociedad que depende cada vez mas de toda clase de elementos que se alimentan con energía eléctrica. Siendo necesario un cambio de políticas con respecto a las energías renovables para una mayor sostenibilidad de nuestro planeta y de nuestra forma de vida.



### 3.4 Radiación solar

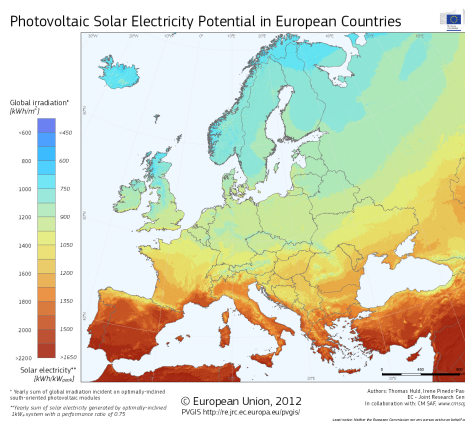
La radiación solar es la energía proveniente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

En la imagen **3.1** se puede observar el mapa de radiación global en la península ibérica proporcionado por **Comisión Europea**.



**Figura 3.1:** Irradiancia global media de la península ibérica

La radiación global en la provincia de Valencia esta alrededor de los  $2000 \text{ kWh/m}^2$ , por tanto es una zona idónea para este tipo de instalaciones en comparación con el resto de Europa imagen **3.2**, países donde se esta utilizando mas este tipo de tecnología.



**Figura 3.2:** Radiación global media en Europa

### 3.5 Localización y descripción de la parcela

La parcela esta situada en la localidad de **La Barraca de Aguas Vivas** en la provincia de **Valencia**



**Figura 3.3:** Emplazamiento de la instalación

La parcela esta situada en las afueras de la población rodeada de explotaciones agrícolas, tiene una superficie de **26128 m<sup>2</sup>**, a una latitud de **39°4'57,67N**, situada a una altura de **103 m** sobre el nivel del mar.



**Figura 3.4:** Emplazamiento de la instalación

### 3.6 Producción anual de la planta fotovoltaica

Mediante el software online PVGIS se ha realizado una simulación de la producción anual de la planta. Esta simulación no es totalmente fiable porque no tiene en cuenta que la central va perdiendo rendimiento con el paso de los años. Se han deducido unas pérdidas en la instalación de un 10 %.

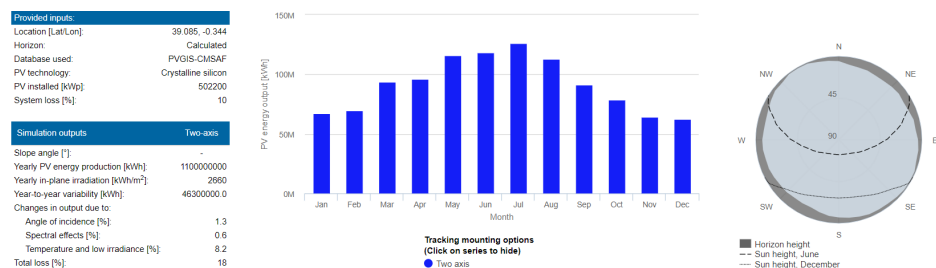


Figura 3.5: Producción de energía por meses en la planta

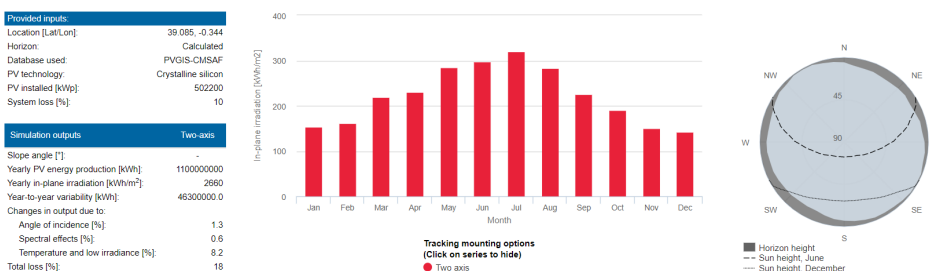


Figura 3.6: Radiación mensual en la planta



## Capítulo 4

# Información general

*En el presente capítulo se explicaran brevemente los elementos que componen una instalación fotovoltaica*

### 4.1 Principio de funcionamiento

La energía solar esta basada en el efecto fotoeléctrico, en el cual se transforma radiación solar en energía eléctrica

### 4.2 Elementos de una planta solar fotovoltaica

En este apartado procederemos a nombrar y explicar brevemente las partes de la que consta una instalación solar fotovoltaica conectada a la red.

#### 4.2.1 Generador fotovoltaico

Principal componente de la instalación, esta compuesta por células fotovoltaicas, que en su conjunto forma un modulo, habitualmente formadas por 36 células con 4 hileras. Si se unen un conjunto de estos de manera que forme una estructura común que se pueda instalar forma un panel.

El conjunto de varios paneles conectados en serie eléctricamente forma una cadena, mientras que la agrupación de varias cadenas con el fin de conseguir la potencia deseada forma el generador fotovoltaico

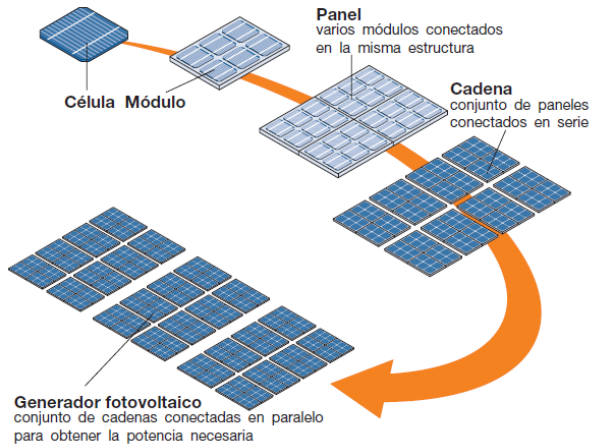


Figura 4.1: Generador fotovoltaico

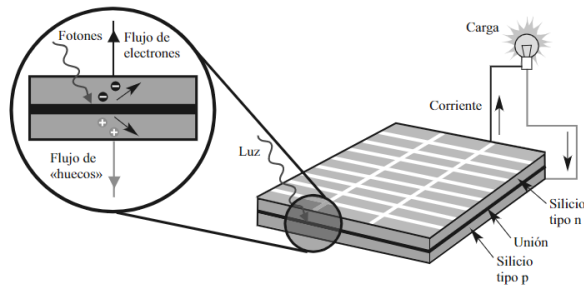


Figura 4.2: Funcionamiento de una célula fotovoltaica

4.2.2 Inversor

Se trata de un convertidor DC-AC, este es el encargado de transformar la corriente continua proveniente del generador fotovoltaico en corriente alterna, bien para su consumo o para el transporte una vez haya pasado por el transformador.

### 4.2.3 Transformador

Es el encargado de transformar la tensión eléctrica proveniente del inversor para poder inyectarla a la red, debe ser normalizado por la empresa distribuidora de la energía eléctrica.

### 4.2.4 Cableado

El cableado en una instalación eléctrica es el encargado de transportar la energía eléctrica a través de cada uno de sus elementos hasta llegar a la red de distribución. Se deben de dimensionar correctamente para no tener grandes caídas de tensión y para evitar incidentes en el transporte de energía.

### 4.2.5 Protecciones

Son las encargadas de proteger a todos los elementos de la instalación, como también la integridad física de las personas o de cualquier ser vivo.

### 4.2.6 Estructura de apoyo de los paneles

Existen diferentes maneras de soportes para los módulos fotovoltaicos, dependiendo del espacio o de la inversión que se este dispuesto a hacer puedes escoger uno o otro.

- **Apoyo fijo**, se instalarían los paneles con el grado de inclinación que proporcione mejor rendimiento a la instalación.
- **Seguidor a un eje**, existen de diferentes tipos:
  - Un eje azimutal: la superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de inclinación es constante e igual a la latitud.
  - Un eje polar: la superficie gira sobre un eje orientado hacia al sur e inclinado un ángulo igual a su latitud.
  - Un eje horizontal : la superficie gira sobre un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur.
- **Seguidor a dos ejes**, se mantiene perpendicular al sol extrayendo el máximo rendimiento a la instalación.

#### **4.2.7 Puesta a tierra**

La puesta a tierra de una instalación tiene las siguientes funciones:

- Garantizar la seguridad de las personas durante una falta a tierra
- Proteger a los equipos de sobretensiones causadas por rayos
- Garantizar la fiabilidad del centro de transformación



## Capítulo 5

# Elementos de nuestra instalación

*En este capítulo se explicara detalladamente que elementos se han escogido y el porque de la elección de cada uno de ellos*

### 5.1 Módulos fotovoltaicos

En nuestro caso se ha optado por unos paneles **Atersa A-310M GS**. Se trata de unos paneles de silicio monocristalino ya que disponemos un espacio limitado y con estos se sabe que se extrae un mejor rendimiento por  $m^2$  **9**.

Se han escogido estos paneles porque cubren casi por completo la superficie de la estructura de los seguidores produciendo una potencia de 16740 W por cada uno de estos.

Para la elección de estos se ha creado un hoja de calculo barajando varios modelos de módulos tanto de silicio monocristalino y policristalino.

Con los de silicio **monocristalino** se podría aumentar la producción obtenida utilizando paneles de mayor potencia pero, aumentaría considerablemente el coste y dejaría bastante superficie del seguidor por cubrir. Por lo que vendríamos a tener casi la misma producción de energía a un coste bastante mas alto.

Con respecto a los de silicio **policristalino** si se podría llegar a ocupar casi por completo la superficie de los seguidores pero la diferencia de precio entre paneles en relación calidad-precio resulta insignificante. Teniendo con estos una mayor eficiencia.

Las características eléctricas del panel **Atersa A-310M GS** son las de la tabla 5.1.

La vista genérica del modulo se puede ver en la Figura 5.1.

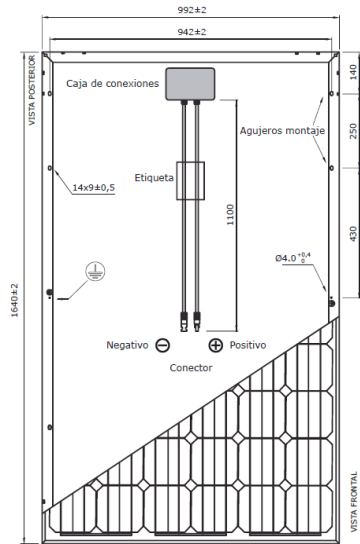


Figura 5.1: Vista genérica del modulo fotovoltaico

Características eléctricas del panel		
Potencia asignada $P_{MPP}$	310	W
Tensión máxima de potencia $v_{MPP}$	33.48	V
Eficiencia	19.05	%
Intensidad máxima de salida $I_{MPP}$	9.26	A
Tensión circuito abierto (sin carga)	40.51	V
Intensidad en cortocircuito	9.85	A
Tensión máxima	1000	V
Coefficiente de temperatura P	-0.40	%/°C
Coefficiente de temperatura U	-0,32	%/°C
Dimensiones	1.640x0.992x0.35	m
Superficie	1.63	m <sup>2</sup>
Clase de aislamiento	II	
Temperatura mínima	-40	°C
Temperatura máxima	85	°C

Tabla 5.1: Características eléctricas del panel

## 5.2 Inversor

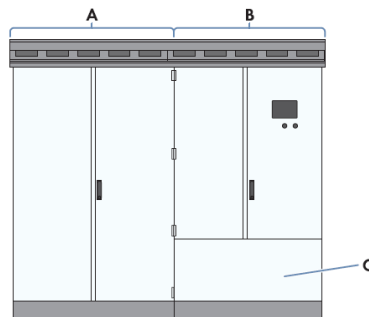
Para esta instalación se ha optado por un inversor central, como en este tipo de inversores la tensión de salida CA suele no ser la estándar debido a la electrónica que utilizan los fabricantes. Debido a esto se ha optado por una estación que abarca el inversor, el centro de transformación y los elementos para la conexión a la red de distribución.

El modelo de la estación es el **MV POWER STATION 500SC** y las características técnicas del inversor son las de la tabla 5.2. Los inversores centrales son los mas apropiados para grandes instalaciones eléctricas, como también de grandes industrias y superficies comerciales.

Características técnicas del inversor		
Potencia de CC máxima	560	kW
Tensión de empleo MPPT en el lado CC	449-850	V
Tensión asignada de entrada	449	V
Tensión máxima en el lado CC	1000	V
Intensidad máxima en el lado CC	1250	A
Número de entradas del MPP independientes	1	
Número de entradas de CC	9	
Rendimiento máximo	97.4	%
Rendimiento europeo	97.2	%

**Tabla 5.2:** Características del inversor

### 5.2.1 Estructura del inversor



**Figura 5.2:** Estructura del inversor

Posición	Denominación
A	Armario del inversor
B	Armario de conexiones
C	Área de conexión

Figura 5.3: Datos estructura del inversor

5.2.2 Componentes del inversor

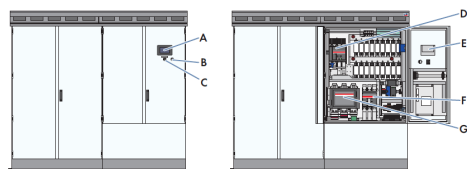


Figura 5.4: Componentes del inversor

Posición	Componente	Descripción
A	Pantalla táctil	En la pantalla táctil se pueden mostrar diferentes datos del inversor. La pantalla táctil sirve exclusivamente como medio de visualización. Al tocar la pantalla táctil, se activa la indicación de la pantalla.
B	Interfaz de servicio	A través de la interfaz de servicio se accede a la interfaz de usuario.
C	Interruptor de llave	El interruptor de llave sirve para encender y apagar el inversor.
D	Interruptor de CC	El interruptor de CC desconecta inmediatamente el inversor del generador fotovoltaico.
E	SC-COM	El SC-COM es la unidad de comunicación del inversor. El SC-COM establece la conexión entre el inversor y el operador de la planta.
F	Seccionador de CA	Con el seccionador de CA puede desconectarse manualmente la conexión eléctrica entre el inversor y el transformador de media tensión.  En caso de haber corriente residual, el seccionador de CA desconecta automáticamente la conexión entre el inversor y el transformador de media tensión.
G	Contactador de CA	El contactor de CA desconecta automáticamente la conexión eléctrica entre el inversor y el transformador de media tensión.

Figura 5.5: Datos componentes del inversor

### 5.3 Estructura de soporte

Se ha optado por una estructura con seguidor solar **MECASOLAR MS-2 TRACKER 10**. Se trata de un seguidor solar a dos ejes de una empresa con una gran trayectoria en el sector. Con este tipo de seguidores se consigue un aprovechamiento máximo de la radiación solar con tal de explotar totalmente de la superficie de la que disponemos.

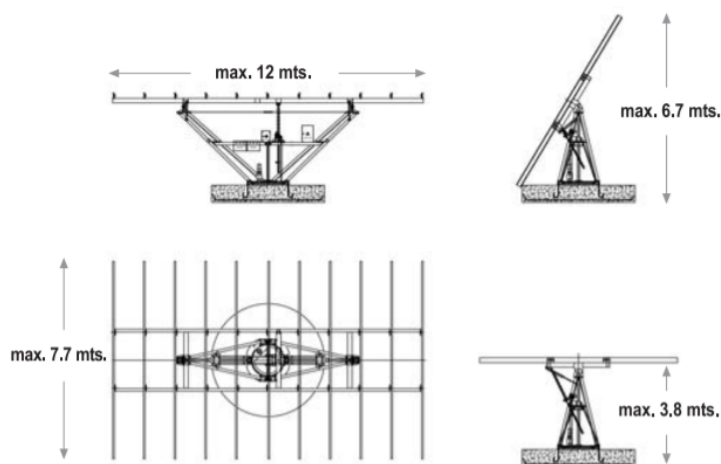
Las instalaciones con este tipo de seguidor son capaces de aumentar en un 35 % su productividad con respecto a una instalación con soportes fijos.

El control de posición y el ángulo azimutal se consiguen mediante una rueda dentada y un moto-reductor.

Este modelo dispone de un autómata PLC por cada seguidor, mediante el cual realiza un seguimiento, posicionándose así de manera para poder obtener el máximo rendimiento de los paneles.

En la figura 5.6 se muestran las dimensiones del seguidor.

Las características técnicas del seguidor se pueden observar en la tabla 5.3.



**Figura 5.6:** Esquema de estructura del soporte

Características técnicas del seguidor	
Eje de seguimiento	2 ejes: Horizontal y vertical
Superficie máxima de módulos	90 $m^2$
Potencia fotovoltaica máxima	En función de los módulos
Accionamiento Azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Gato mecánico de accionamiento eléctrico
Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°
Consumo del motor	100 $kW/año$
Estructura	acero galvanizado
Diseño estructura	"V"sobre corona dentada
Peso sin módulos y sin cimentación	3.000
Armarios eléctricos de autómata y protección	IP66, Incluye autómata y cableado
Tecnología de seguimiento	Programación astronómica PLC
Peso máximo módulos	1250 $kg$
Normativa	EUROCODE 0, 1, 3 y CE
Vientos máximos	140 $Km/h$

**Tabla 5.3:** Características del seguidor

### 5.3.1 Distribución de los seguidores

Los seguidores solares irán agrupados en filas de cinco seguidores cada una, con un total de seis filas en total, con una distancia de 14.36  $m$  entre cada una de las filas y del seguidor siguiente. Este dato se extrae en la sección de cálculos en las pérdidas por sombreado en las estructuras de plantas fotovoltaicas.

Se ha tomado este tipo de diseño teniendo en cuenta la forma de la parcela para su máximo aprovechamiento.

## 5.4 Cableado

### 5.4.1 Cableado en lado CC

#### *Cableado a equipo de protección nivel 1*

El conductor escogido para esta parte será unipolar de  $2.5 \text{ mm}^2$  del catalogo de Prysmian de la gama P-Sun CPRO, diseñados especialmente para instalaciones fotovoltaicas.

#### *Cableado a equipo de protección nivel 2*

El conductor escogido para esta parte será unipolar de 6, 10 y  $16 \text{ mm}^2$  del catalogo de Top Cable de la gama H1Z2Z2-K, diseñados especialmente para instalaciones fotovoltaicas.

### 5.4.2 Cableado en lado CA

El cableado de la parte den baja tensión de la instalación en CA se encuentra integrado en la estación **MV POWER STATION 500SC**.

El cableado de media tensión será unipolar trifásico de  $70 \text{ mm}^2$  de aluminio del modelo Retenax de Prysmian en una instalación aérea.

### 5.4.3 Tubos protectores

Los conductores estarán protegidos mediante tubo corrugado de polipropileno de al menos el doble de la sección de los conductores que alberga, tal y como indica el REBT.

## 5.5 Protecciones eléctricas

### 5.5.1 Protecciones en el lado CC

#### *Equipos de protección de nivel 1*

Se dispondrá de una de estas cajas en cada uno de los seguidores solares, se ha optado por el modelo **ARF1** de la empresa **Cahors**.

Están destinados para proteger a los paneles de manera directa frente a sobretensiones y sobreintensidades. La caja estanca es de nivel de protección **IP66** y contiene las siguientes protecciones:

- Interruptor seccionador de para 900 Vdc
- Protector de sobretensiones con descargador
- Bases de fusibles (<1000 Vdc) que protegen a los dos polos (+ y -) de hasta 20A

El grado de protección de cada uno de los elementos vendrá dado en el capítulo de cálculos en la sección correspondiente de protecciones.

Cada caja contendrá 6 fusibles en cada una.

La caja a instalar se puede observar en la imagen 5.7.



**Figura 5.7:** Equipo de protección de nivel 1

### *Equipos de protección de nivel 2*

Se dispondrá de una de estas cajas por cada una de las filas, con un total de 6, se ha optado por el modelo **ARF1** de la empresa **Cahors**.

Están destinados para proteger a los inversores frente a sobretensiones y sobreintensidades. La caja estanca es de nivel de protección **IP66** y contiene las siguientes protecciones:

- Interruptor de seccionamiento de para 900 Vdc
- Protector de sobretensiones con descargador
- Bases de fusibles (<1000 Vdc) que protegen a los dos polos (+ y -) de hasta 100 A

El grado de protección de cada uno de los elementos vendrá dado en el capítulo de cálculos en la sección correspondiente de protecciones.



Cada caja contendrá 5 fusibles por cada una de las filas de seguidores.

La caja a instalar se puede observar en la imagen 5.7.



**Figura 5.8:** Equipo de protección de nivel 2

### 5.5.2 Protecciones en lado CA

Todos los elementos de protección de CA de baja y media tensión se encuentran integrados en la estación **MV POWER STATION 500SC**.

## 5.6 Transformador

Las características del transformador que viene equipado en la estación **MV POWER STATION 500SC** son las de la tabla 5.4

Características técnicas del transformador		
Potencia de CA	550	kVA
Tensión nominal de CA	20	kV
Frecuencia de red	50	Hz
Grupo de conexión del transformador	Dy11	
Corriente max de salida a 20 kV	16	A

**Tabla 5.4:** Características del transformador

## 5.7 Elementos en línea de media tensión

Los elementos de esta sección se encuentran en la sala de media tensión de la **MV POWER STATION 500SC**, esta se encuentra entre el transformador y la línea de distribución de la empresa distribuidora.

5.7.1 Centro de seccionamiento

Separa el transformador de la línea de distribución de media tensión.

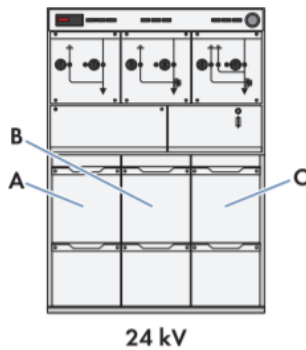


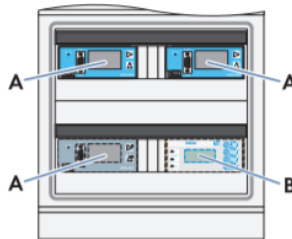
Figura 5.9: Centro de seccionamiento de media tensión

Posición	Denominación
A	Celda de cables exterior con interruptor-seccionador
B	Celda de cables central con interruptor-seccionador; en la opción "conexión en cascada", motorizada y equipada con contactos auxiliares en el sistema de visualización de la tensión
C	Celda del transformador con fusibles o interruptores de potencia

Figura 5.10: Datos centro de seccionamiento de media tensión

### 5.7.2 Centro de control y medida

Proporciona la medida de la energía eléctrica que se esta produciendo en cada momento.



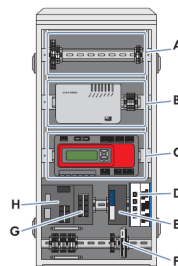
**Figura 5.11:** Centro de protección y medida

Posición	Denominación
A	Contador de baja tensión
B	Relé para controlar la tensión y la frecuencia en la opción de pedido "Protección de la red"

**Figura 5.12:** Componentes centro de protección y medida

## 5.8 Centro de comunicaciones

El **communit** es el equipo contiene todos los elementos de comunicación de la planta fotovoltaica. Mediante este equipo se puede conocer en todo instante el estado de la instalación y la energía que esta produciendo de manera telemática.



**Figura 5.13:** Communit

Posición	Denominación
A	Lugar de montaje para el cliente
B	Sunny WebBox
C	SMA Cluster Controller
D	Panel de conexiones
E	Rúter
F	Ethernet E/S
G	Red 2
H	Red 1

Figura 5.14: Componentes communit

5.9 Transformador de autoalimentación

La estación contiene un pequeño transformador para poder alimentar al inversor, iluminación de la estación, tomas de corriente y el centro de comunicaciones.

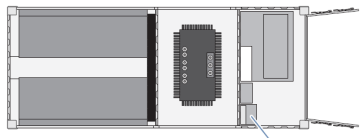


Figura 5.15: Localización del autotransformador

5.10 Puesta a tierra

Todas las masas de la instalación tanto de corriente continua, como de corriente alterna irán conectadas a una sola tierra, con excepción a la del neutro de la empresa distribuidora.

La tierra de baja tensión en CC y CA se realizará con un cable desnudo de 35 mm<sup>2</sup> enterrado, conectado en anillo a cada uno de los soporte de los seguidores solares i al inversor.

## Capítulo 6

# Perdidas en la instalación

*En el presente capítulo se expondrán las posibles perdidas que pueden producirse en la instalación*

### 6.1 Perdidas en una instalación fotovoltaica

En una planta fotovoltaica existen perdidas que se han de tener en cuenta a la hora de diseñar la instalación con tal de minimizarlas tanto como sea posible.

#### 6.1.1 Perdidas por polvo y suciedad

Se disminuye el rendimiento de los paneles solares debido a que se deposita suciedad sobre su superficie, están supuestas unas perdidas de un 1 % en verano y un 2 % en invierno. Estas perdidas se pueden solucionar con un adecuado mantenimiento de la instalación.

#### 6.1.2 Perdidas en el inversor

Estos son unos elementos que tienen un alto rendimiento, no obstante también sufren perdidas de potencia. Se deducen unas perdidas del 2 % durante todo el año.

### 6.1.3 Pérdidas en el cableado

Deben ser de un 1.5% tal y como se recomienda en la caída de tensión. Estas pérdidas se pueden minimizar calculando la sección del conductor de una manera correcta

### 6.1.4 Pérdidas por sombreado

Causadas por edificaciones si se sitúan en entornos urbanos o bien por los paneles colocados en la fila anterior. Se debe realizar el cálculo de distancia entre las filas de paneles para reducir estas pérdidas.

### 6.1.5 Pérdidas por temperatura

Los módulos tienen unas pérdidas del orden del 4% por cada subida de 10 °C en su temperatura. Estas pérdidas se minimizan realizando un calculando la variación de tensión sin carga de los módulos en función de la temperatura.

## Capítulo 7

# Obra civil

*La obra civil es la que se encarga del adecuación del terreno para la instalación, los movimientos de tierra necesarios para todas las estructuras, zanjas para los conductores o para el vallado.*

### 7.1 Adecuación del terreno

En primer lugar para dejar el terreno limpio se debe retirar toda la maleza, arboles...etc. Una vez limpio con maquinaria pesada específica del sector se procede a la nivelación de la parcela, añadiendo o retirando tierra a los desniveles del terreno. Así como también las estructuras necesarias para la instalación de los elementos.



**Figura 7.1:** Nivelación del terreno

Seguidamente se señalizan todas las zonas donde se debe excavar, para casetas, zanjas o vallado.



**Figura 7.2:** Señalización de zonas para excavar

Una vez todo este debidamente señalado se realizaran las excavaciones necesarias.

## 7.2 Lindes de la parcela

Se instalará un vallado perimetral alrededor de la parcela para impedir el paso a personal no autorizado. Constará de una valla de 2.5 m de altura con un poste a cada 2 m de distancia.

## 7.3 Canalizaciones y edificaciones

Se realizarán las zanjas necesarias para la colocación de los conductores, como también el llenado con hormigón i mallazo donde vaya instalada la caseta del equipo **MV POWER STATION 500SC**, también donde vaya situado el centro de transformación y los equipos de protección de nivel 2.



## Capítulo 8

# Mantenimiento y puesta en funcionamiento de la instalación

*En el presente capítulo se explicará las especificaciones que se deben cumplir para poner en funcionamiento la planta y el mantenimiento que se va a realizar*

### 8.1 Puesta en funcionamiento

Todos los elementos deben de tener el certificado de calidad correspondiente y haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica.

Se entregará toda la documentación requerida citada en la **UNE-EN 62466**

La parcela solo tendrá los elementos de la instalación habiendo retirado todos los residuos del montaje.

Se realizarán pruebas de todos los elementos, protecciones y seguridad una vez instaladas. la instalación debe funcionar 240 horas sin interrupciones ni fallos para que se pueda firmar el Acta de Recepción Provincial.

## 8.2 Mantenimiento de la instalación

Se debe realizar un mantenimiento de todos los elementos de la instalación durante su vida útil, con un contrato de como mínimo tres años una vez se ha puesto en marcha.

Se realizan dos tipos de mantenimiento:

- **Mantenimiento preventivo:** Inspección visual de cada uno de los elementos y verificación de su correcto funcionamiento con tal de evitar posibles averías.
- **Mantenimiento correctivo:** Reparación de averías y sustitución de elementos.

El mantenimiento correctivo de la instalación formará parte de el contrato con la empresa de mantenimiento, pudiendo quedar excluidos los elementos fuera de garantía y la mano de obra.

El mantenimiento lo realizara personal cualificado.

Al ser una instalación  $>100\text{kW}$  se realizará un mantenimiento preventivo al menos una vez al semestre

## Capítulo 9

# Cálculos

*En este capítulo se procederá a mostrar cada uno de los cálculos realizados para dimensionar y cumplir todas las verificaciones necesarias para la instalación.*

### 9.1 Módulos fotovoltaicos

#### 9.1.1 Dimensionado de módulos en el soporte

Disponemos de una superficie máxima para los paneles de  $90 \text{ m}^2$  por cada seguidor con unas medidas:

- Distancia vertical=  $12 \text{ m}$
- Distancia horizontal=  $7.7 \text{ m}$

Las dimensiones de los paneles son:

- Ancho=  $35 \text{ mm}$
- Largo=  $992 \text{ mm}$
- Alto=  $1640 \text{ mm}$

Para saber cuantos paneles se pueden colocar como máximo para poder ocupar el máximo de la superficie vertical se realizara mediante la siguiente relación:

$$n^{\circ} \text{ paneles vertical} = \frac{\text{Espacio vertical soporte (m)}}{\text{Largo paneles (m)}} = \frac{12}{0,992} = 12,096 \quad (9.1)$$

Por tanto:

$$12 \cdot 0,992 = 11,904 \text{ m} \leq 12 \text{ m}$$

En el caso del n° de paneles máximo para el espacio horizontal los cálculos serán:

$$n^{\circ} \text{ paneles horizontal} = \frac{\text{Espacio horizontal soporte (m)}}{\text{Alto paneles (m)}} = \frac{7,7}{1,640} = 4,70$$

$$4 \cdot 1,640 = 6,56 \text{ m} \leq 7,7 \text{ m}$$

El n° máximo de módulos en esta posición será de cuatro, pero se puede observar que se perdería mucha superficie, por eso se procederá a incluir otra hilera de paneles dispuestos de manera horizontal:

$$6,56 + 0,992 = 7,552 \text{ m}$$

$$7,552 \text{ m} \leq 7,7 \text{ m}$$

El n° de módulos de esta hilera vendrá dado por:

$$\frac{\text{Espacio vertical soporte (m)}}{\text{Alto paneles (m)}} = \frac{12}{1,640} = 7,32 \quad (9.2)$$

Con un máximo de 7 paneles en esta hilera:

$$7 \cdot 1,640 = 11,48 \leq 12$$

Por lo que el n° de paneles será de:

$$12 \cdot 4 = 48 + 7 = 55 \text{ paneles por seguidor}$$

La superficie ocupada de los seguidores por los paneles es:

$$\text{Area de los paneles} \cdot n^{\circ} \text{ paneles} = 1,63 \cdot 55 = 89,65 \text{ m}^2 \quad (9.3)$$

$$89,65 \text{ m}^2 \leq 90 \text{ m}^2$$

### 9.1.2 Temperatura de los módulos

Si la temperatura de los módulos aumenta se produce una caída de tensión en estos, reduciendo así su rendimiento, mientras que la intensidad no varía prácticamente. Para calcular la variación de tensión sin carga  $V_{oc}$  respecto a las condiciones estándar en función de la temperatura de las células se utiliza la siguiente expresión:

$$V_{oc}(T) = V_{oc, stc} - N_s \cdot \beta \cdot (25 - T_{cel}) \quad (9.4)$$

**Donde:**

- $V_{oc, stc}$  es la tensión de un modulo en condiciones estándar
- $N_s$  es el numero de células del modulo
- $T_{cel}$  es la temperatura de las células
- 25 es la Temperatura estándar para las condiciones de prueba en Celsius
- $\beta$  es el coeficiente de variación de la tensión con respecto a la temperatura. Depende del tipo de módulo, en este caso cristalino con un valor de  $-2.2\text{mV}/^\circ\text{C}/\text{célula}$

Sabiendo que la temperatura mínima del módulo es de  $-40^\circ\text{C}$  y la máxima es de  $85^\circ\text{C}$ , con una temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$  procederemos a calcular la variación de tensión de módulo con respecto a las condiciones estándar:

Donde  $\beta$  es:

$$\beta = \frac{-2,2 \text{ mV}}{^\circ\text{C} \cdot \text{cel}} \cdot \frac{1\text{V}}{1000 \text{ mV}} \cdot 60 \text{ cel} = \frac{-0,132 \text{ V}}{^\circ\text{C}} \quad (9.5)$$

La tensión sin carga máxima será:

$$40,51 + 0,132 \cdot (25 + 40) = 48,96 \text{ V} \quad (9.6)$$

La tensión mínima MPP será:

$$33,48 + 0,132 \cdot (25 - 85) = 25,68 \text{ V} \quad (9.7)$$

La tensión máxima MPP será:

$$33,48 + 0,132 \cdot (25 + 40) = 41,9 \text{ V} \quad (9.8)$$

## 9.2 Verificación del inversor y cadenas de los módulos

En este apartado se muestra que operaciones realizadas para obtener unos parámetros correctos a la entrada del inversor dependiendo de las cadenas de los módulos y el numero de estos en serie que hay en cada una.

Para realizar este cálculo la mejor opción es crear una hoja de cálculo debido a que se deben realizar bastantes verificaciones con los paneles y el inversor o inversores. Se puede realizar a mano pero resultaría una tarea muy costosa. Por este motivo solo se procederá a mostrar los resultados obtenidos para ver que verifican correctamente.

Por esfuerzos debidos al viento se ha decidido que solo se colocaran 54 paneles en cada seguidor, dejando el área de un módulo en el centro del seguidor por instalar.

Se ha obtenido un total de 90 cadenas en paralelo, con 18 paneles en serie cada una para conectar al inversor. Con un total de tres cadenas por seguidor por facilitar la instalación y tener las mínimas perdidas posibles en los conductores.

### Los cálculos son los siguientes:

Por seguridad para la elección de los elementos de la instalación se toma el valor mayor entre la tensión sin carga máxima y el 120 % de la tensión sin carga de los paneles. En nuestro caso tomaremos la tensión sin carga máxima(48.96 V) que es mayor a  $1,2 \cdot 40,51 = 48,612 \text{ V}$ .

#### *Características eléctricas de la cadena:*

- Tensión MPP =  $18 \times 33.48 = 602.64 \text{ V}$
- Intensidad MPP =  $9.26 \text{ A}$
- Intensidad de cortocircuito máxima =  $1.25 \times 9.85 = 12.316$
- Intensidad de cortocircuito máxima total =  $12.316 \times 90 = 1108.125 \text{ A}$
- Tensión sin carga máxima =  $18 \times 48.96 = 881.28 \text{ V}$
- Tensión mínima MPP =  $18 \times 25.68 = 462.24 \text{ V}$
- Tensión máxima MPP =  $18 \times 41.93 = 754.74 \text{ V}$

*Comprobaciones del inversor:*

La tensión de entrada máxima del inversor debe ser mayor que la tensión sin carga máxima de la cadena:

$$881,28 \text{ V} < 1100 \text{ V (VERIFICA)}$$

La tensión mínima MPP de la cadena debe ser mayor que la tensión MPPT mínima del inversor:

$$450 \text{ V} < 462,24 \text{ V (VERIFICA)}$$

La tensión máxima MPP de la cadena debe ser menor que la tensión MPPT máxima del inversor:

$$754,74 \text{ V} < 825 \text{ V (VERIFICA)}$$

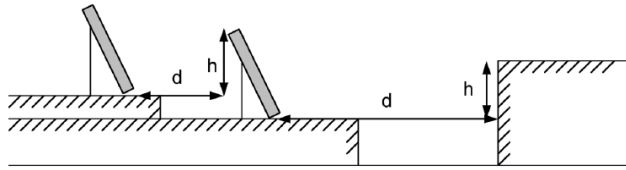
La intensidad de cortocircuito máxima total de las cadenas debe ser menor que la intensidad máxima de cortocircuito del inversor:

$$1108,125 \text{ A} < 1145 \text{ A (VERIFICA)}$$

### 9.3 Distancia entre estructuras por perdida con sombreado

Para un máximo aprovechamiento de la instalación se debe de tener en cuenta las perdidas producidas por el sombreado de los seguidores.

Se debe garantizar un mínimo de 4 horas diarias de radiación solar a los módulos fotovoltaicos, para ello la distancia  $d$  debe ser la adecuada para que un obstáculo de una altura  $h$  no produzca sombras sobre los paneles.



**Figura 9.1:** Distancia mínima entre seguidores solares

La distancia  $d$  se obtendrá mediante la siguiente formula:

$$d = \frac{L \cdot \text{sen}\beta}{\tan(61 - \text{Latitud})} \quad (9.9)$$

Siendo:

- $\beta$  nuestro ángulo de inclinación (en nuestro caso  $60^\circ$ , el mas desfavorable)
- $L$  la altura de nuestra estructura (m)

Por lo que la distancia mínima de filas entre nuestros seguidores será:

$$d = \frac{6,7 \cdot \text{sen}60^\circ}{\tan(61 - 39^\circ)} = 14,36 \text{ m}$$

No se han tenido en cuenta mas obstáculos porque la planta solar se encuentra en una superficie plana, alejada de las edificaciones y la única sombra que les puede afectar seria la de la fila anterior de los paneles.



## 9.4 Cableado

Para un correcto funcionamiento de la instalación se deben dimensionar los conductores i sus conductos para evitar caídas de tensión y perdidas por calentamiento, además para no tener ningún incidente en esta.

Se deben tener en cuenta tres criterios para un correcto cálculo de secciones:

1. **Por capacidad térmica:** la intensidad máxima admisible no debe deteriorar el conductor.
2. **Por caída de tensión:** la tensión en bornes de la instalación receptor o de la carga debe ser la adecuada para un correcto funcionamiento.
3. **Corriente de cortocircuito:** cuando se produce un cortocircuito, si el tiempo de es menor al disparo del dispositivo de protección, el cable no debe deteriorarse. Este cálculo se realizara cuando se dimensionen las protecciones.

### 9.4.1 Metodología de cálculo:

Para comenzar con el cálculo de secciones se debe haber obtenido previamente la previsión de potencias de cada una de las líneas.

#### *Cálculo por capacidad térmica:*

La condición que se ha cumplir con el criterio de de la capacidad térmica es que la intensidad de servicio ( $I_B$ ) debe ser igual o inferior a la intensidad máxima admisible por el conductor( $I_Z$ ).

$$I_B \leq I_Z \quad (9.10)$$

Dependiendo si la instalación es CC o CA(monofásica o trifásica) se aplicará una ecuación u otra para extraer la  $I_B$ :

*En CC:*

$$I_B = \frac{P_{cal}}{V} \quad (9.11)$$

*En CA monofásica:*

$$I_B = \frac{P_{cal}}{V_f \cdot \cos\varphi} \quad (9.12)$$











En CA trifásica:

$$I_B = \frac{P_{cal}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos\varphi}$$

(9.13)

Una vez extraída  $I_B$  y sabiendo que tipo de instalación se va a realizar y el aislamiento consultaremos la TABLA B 52-B1 (UNE-HD 60364-5-52:2014)(figura 9.2), donde obtendremos la columna donde buscar la  $I_z$  y con ella la sección del conductor.

**TABLA B.52-1 (UNE-HD 60364-5-52: 2014) Métodos de instalación de referencia**

Instalación de referencia		Tabla y columna			
		Intensidad admisible para los circuitos simples			
		Aislamiento PVC		Aislamiento XLPE o EPR	
		Número de conductores			
		2	3	2	3
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	A1	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 7b
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	Tabla C.52-1 bis columna 3	Tabla C.52-1 bis columna 2	Tabla C.52-1 bis columna 6b
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B1	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 10b
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera o mampostería	B2	Tabla C.52-1 bis columna 5a	Tabla C.52-1 bis columna 4	Tabla C.52-1 bis columna 8b
	Cables unipolares o multipolares sobre una pared de madera o mampostería	C	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 6a	Tabla C.52-1 bis columna 11
	Cable multiconductor en conductos externos	D1	Tabla C.52-2 bis columna 3	Tabla C.52-2 bis columna 4	Tabla C.52-2 bis columna 5
	Cables con cubierta unipolares o multipolares directamente en el suelo	D2			Tabla C.52-2 bis columna 6
	Cable multiconductor al aire libre Distancia al muro no inferior a 0,3 veces el diámetro del cable	E	Tabla C.52-1 bis columna 9a	Tabla C.52-1 bis columna 7a	Tabla C.52-1 bis columna 12
	Cables unipolares en contacto al aire libre Distancia al muro no inferior al diámetro del cable	F	Tabla C.52-1 bis columna 10a	Tabla C.52-1 bis columna 8a	Tabla C.52-1 bis columna 13
	Cables unipolares espaciados al aire libre Distancia entre ellos como mínimo el diámetro del cable	G	Ver UNE-HD 60364-5-52		

XLPE: Polietileno reticulado (90°C) EPR: Etileno-propileno (90°C) PVC: Policloruro de vinilo (70°C)

**Cobre:**  $\rho_{20} = 1/56 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ ; **Aluminio:**  $\rho_{20} = 1/35 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$   
 Para el cobre y el aluminio:  $\theta = 70^\circ\text{C} \rightarrow K_0 = 1,20$ ;  $\theta = 90^\circ\text{C} \rightarrow K_0 = 1,28$

**POTENCIAS NORMALIZADAS DE TRANSFORMADORES (EN KVA):**  
 5, 10, 15, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000

**FACTORES DE MAYORACIÓN  $K_0$ :** 1,25 para motores y 1,8 para lámparas de descarga

Figura 9.2: Métodos de instalación de referencia

Para obtener la  $I_Z$  y la sección del conductor nos dirigiremos a la TABLA C.52-1 BIS (UNE 603364-5-52:2014) (figura.9.3 ).

TABLA C.52-1 bis (UNE-HD 60364-5-52: 2014)  
Intensidades admisibles en amperios Temperatura ambiente 40 °C en el aire

Intensidades admisibles en amperios																		Temperatura ambiente 40 °C en el aire																	
Método de instalación de la tabla B.52-1	Número de conductores cargados y tipos de aislamiento																																		
	A1	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2																		
A2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3																		
B1																																			
B2				PVC 3	PVC 2	PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2																		
C						PVC 3	PVC 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2	XLPE 3	XLPE 2																		
E							PVC 3	PVC 3	PVC 3	PVC 2	PVC 2	PVC 2	PVC 2	XLPE 3	XLPE 3	XLPE 3	XLPE 2																		
F								PVC 3	PVC 3	PVC 3	PVC 2	PVC 2	PVC 2	PVC 2	XLPE 3	XLPE 3	XLPE 2																		
1	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13																	
Sección mm²																																			
Cobre																																			
1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	20	21	23	—																	
2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	26	28	30	32	—																	
4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44	—																	
6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57	—																	
10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78	—																	
16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104	—																	
25	59	63	69	77	80	82	86	91	95	100	103	108	110	115	122	135	146	—																	
35	—	—	—	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168	182																	
50	—	—	—	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204	220																	
70	—	—	—	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262	282																	
95	—	—	—	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320	343																	
120	—	—	—	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373	397																	
150	—	—	—	—	247	259	276	289	299	313	322	337	343	359	401	430	458	—																	
185	—	—	—	—	—	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	523																	
240	—	—	—	—	—	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	617																	
Alu. minio																																			
2,5	11,5	12	13	14	15	16	16,5	17	17,5	18	19	20	20	20	21	23	25	—																	
4	15	16	17	19	20	21	22	22	23	24	25	26	28	27	29	31	34	—																	
6	20	20	22	24	25	27	29	28	30	31	32	33	35	36	38	40	44	—																	
10	26	27	31	33	35	38	40	40	41	42	44	46	49	50	52	56	60	—																	
16	35	37	41	46	48	50	52	53	55	57	60	63	66	66	70	76	82	—																	
25	46	49	54	60	63	63	66	67	70	72	75	78	81	84	88	91	98	110																	
35	—	—	—	74	78	78	81	83	87	89	93	97	101	104	109	114	122	136																	
50	—	—	—	90	94	95	100	101	106	108	113	118	123	127	132	140	149	167																	
70	—	—	—	115	121	121	127	130	136	139	145	151	158	162	170	180	192	215																	
95	—	—	—	140	146	147	154	159	166	169	177	183	192	197	206	219	233	262																	
120	—	—	—	161	169	171	179	184	192	196	205	213	222	228	239	254	273	306																	
150	—	—	—	—	196	205	213	222	227	237	246	257	264	276	294	314	353	—																	
185	—	—	—	—	222	232	243	254	259	271	281	293	301	315	337	361	406	—																	
240	—	—	—	—	—	261	273	287	300	308	320	332	347	355	372	399	427	482																	
Aislamientos termoestables (90°C)																																			
Aislamientos termoplásticos (70°C)																																			
XLPE: Polietileno reticulado EPR: Etileno-propileno PVC: Policloruro de vinilo																																			

Figura 9.3: Intensidades admisibles

En el caso de que tendríamos de aplicar algún factor de corrección dividiríamos la intensidad de servicio  $I_B$  por el factor de potencia  $f_c$

$$\frac{I_B}{f_c} \quad (9.14)$$

Para cables enterrados se utilizaría la tabla 9.4

Tabla 3:	INTENSIDAD ADMISIBLE (EN AMPERIOS), PARA CABLES SOTERRADOS BAJO TUBO (TENSIÓN ASIGNADA HASTA 0,6/1kV)			
	Aislamiento de XLPE o EPR			
	3 unipolares o 1 tripolar		2 unipolares o 1 tripolar	
SECCIÓN	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	-	27	-
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Resistividad térmica del terreno: 1,5 K,m/W				
Temperatura del terreno: 25 °C				
Profundidad de la instalación: 700 mm				

Figura 9.4: Intensidades admisibles cables enterrados

*Cálculo por caída de tensión:*

En primer lugar se ha de obtener la temperatura real estimada en el conductor:

$$T = T_0 + (T_{max} - T_0) \cdot \left(\frac{I_B}{I_Z}\right) \tag{9.15}$$

Donde:

- T = temperatura real estimada en el conductor
- $T_0$  = temperatura ambiente del conductor
- $T_{max}$  = temperatura máxima del conductor dependiendo de su aislamiento  
tabla
- $I_B$  = Intensidad de servicio

- $I_Z$  = Intensidad máxima admisible por el conductor

Seguidamente se calcula la variación de la resistencia de un conductor con la temperatura:

$$\rho_\theta = \rho_{20^\circ C} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] \quad (9.16)$$

Donde:

- $\rho_\theta$  = Variación de la resistencia de un conductor con la temperatura
- $\rho_{20^\circ C}$  = resistencia del material conductor a 20 °C **tabla**
- $\alpha$  = coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor  $en^\circ C^{-1}$  **tabla**
- $\theta$  = temperatura real estimada del conductor

Extraemos la conductividad del conductor a esta temperatura:

$$\gamma = \frac{1}{\rho_\theta} \quad (9.17)$$

Finalmente con todos los datos calculados ya podremos obtener la % v:

Línea trifásica:

$$\%v = \frac{100 \cdot \sum PL}{\gamma \cdot V^2 \cdot s} \quad (9.18)$$

Línea monofásica:

$$\%v = \frac{200 \cdot \sum PL}{\gamma \cdot V^2 \cdot s} \quad (9.19)$$

Donde:

- $\sum PL$  = sumatorio de potencias por su longitud
- $\gamma$  = conductividad a la temperatura extraída
- $s$  = sección del conductor

En caso de que la sección del conductor sea  $s \geq 120$  mm la caída de tensión % v sería:

Línea trifásica:

$$\%v = 100 \cdot (R_u + X_u \cdot \tan\varphi) \cdot \frac{P \cdot L}{V^2} \quad (9.20)$$

Línea monofásica:

$$\%v = 200 \cdot (R_u + X_u \cdot \tan\varphi) \cdot \frac{P \cdot L}{V^2} \quad (9.21)$$

Material	$\rho_{20} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{70} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{90} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\alpha (^\circ\text{C}^{-1})$
Cobre	0,018	0,021	0,023	0,00392
Aluminio	0,029	0,033	0,036	0,00403
Almelec (Al-Mg-Si)	0,032	0,038	0,041	0,00360

**Figura 9.5:** Resistividad de los materiales

Material	$\gamma_{20}$	$\gamma_{70}$	$\gamma_{90}$
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

**Figura 9.6:** Conductividad de los materiales

## 9.4.2 Cálculo de sección en la parte de CC

Comprenderá todos los conductores desde la instalación generadora hasta la entrada CC del inversor. La caída de tensión máxima permitida según el **IDAE** en una instalación de energía fotovoltaica es de 1.5 %.

### *Cableado a equipo de protección de nivel 1:*

Se colocará un equipo de protección de nivel 1 en cada seguidor solar, en la cual se conectarán 3 cadenas de 18 paneles en serie cada una. El cableado entre paneles viene incluido en estos, nuestro cálculo solo se basará en los conductores que van del terminal final de la serie de los paneles a la entrada del equipo de protección, serán de cobre con aislamiento de PVC y tendrán una longitud de 4m.

En este caso no es necesario aplicar ningún factor de corrección.

### *Por capacidad térmica:*

Se calcula la  $I_B$ :

$$I_B = \frac{310 \cdot 18}{33,48 \cdot 18} = 9,26 \text{ A}$$

De las tablas se obtiene la  $I_Z$  y la sección del conductor:

$$I_Z = 19 \text{ A} \geq I_B = 9,26 \text{ A (CUMPLE)} \rightarrow s = 1,5 \text{ mm}^2$$

***Por caída de tensión:***

Calculamos la temperatura real estimada en el conductor:

$$T = 40 + (70 - 40) \cdot \left(\frac{9,26}{19}\right) = 54,62 \text{ }^\circ\text{C}$$

Seguidamente obtenemos la variación de la resistencia del conductor con respecto a la temperatura:

$$\rho_{54,62} = \frac{1}{56} \cdot [1 + 0,00392(54,62 - 20)] = 0,0202$$

Del cual se extrae  $\gamma$ :

$$\gamma = \frac{1}{0,0202} = 49,308$$

Calculamos la caída de tensión en la línea:

$$\%v = \frac{200 \cdot 18 \cdot 310 \cdot 4}{49,308 \cdot 602,64^2 \cdot 1,5} = 0,16 \%$$

Para finalizar comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$0,16 \% \leq 1,5 \% \text{ (CUMPLE)}$$

***Conductores escogidos***

***Cableado a equipo de protección de nivel 2:***

Se instalará una equipo de protección de nivel 2 de al final de cada fila de seguidores. Los cálculos seguirán el orden de empezar por el seguidor mas cercano al equipo hasta llegar al quinto y ultimo seguidor.

La instalación se realizará mediante un cable multiconductor XLPE de cobre en conductos enterrados, a una distancia de 0.25 m cada uno.

**Por capacidad térmica:**

Se calcula la  $I_B$ :

$$I_B = \frac{310 \cdot 54}{33,48 \cdot 18} = \frac{16740}{602,64} = 27,7 A$$

Aplicamos un  $f_c$  de 0.8 por agrupamiento de cable multiconductores en tubos de la tabla 52 E3 A de la (UNE **20460-5-523:2004**)

$$\frac{I_B}{f_c} = \frac{27,7}{0,8} = 34,63 A$$

La  $I_Z$  y la sección escogidas serán:

$$I_Z = 36 A \geq I_B = 34,63 A \text{ (CUMPLE)} \rightarrow s = 2,5 \text{ mm}^2$$

**Por caída de tensión:**

Calculamos la temperatura real estimada en el conductor:

$$T = 40 + (90 - 40) \cdot \left( \frac{34,63}{36} \right) = 88,09 \text{ } ^\circ C$$

Seguidamente obtenemos la variación de la resistencia del conductor con respecto a la temperatura:

$$\rho_{88,09} = \frac{1}{56} \cdot [1 + 0,00392 \cdot (88,09 - 20)] = 0,0226$$

Del cual se extrae  $\gamma$ :

$$\gamma = \frac{1}{0,0219} = 44,201$$

Calculamos la caída de tensión en la línea del **seguidor 1**:

$$\%v = \frac{200 \cdot 16740 \cdot 25}{44,201 \cdot 602,64^2 \cdot 2,5} = 2,02 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:



$$2,02 \% \leq 1,5 \% \text{ (NO CUMPLE)}$$

Volvemos a calcular los datos del apartado de caída de tensión aumentando la sección del conductor:

$$T = 40 + (90 - 40) \cdot \left(\frac{34,63}{46}\right) = 77,64 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\rho_{77,64} = \frac{1}{56} \cdot [1 + 0,00392 \cdot (77,64 - 20)] = 0,0219$$

$$\gamma = \frac{1}{0,0219} = 45,67$$

$$\%v = \frac{200 \cdot 16740 \cdot 25}{45,67 \cdot 602,64^2 \cdot 4} = 1,26 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$1,26 \% \leq 1,5 \% \text{ (CUMPLE)}$$

Evidentemente a cuanto mas distancia mayor será la sección del conductor, por tanto solo se mostrarán los resultados definitivos con tal de no aumentar innecesariamente el tamaño del documento.

Calculamos la caída de tensión en la línea del **seguidor 2**:

$$\%v = \frac{200 \cdot 16740 \cdot 48}{48 \cdot 602,64^2 \cdot 10} = 0,93 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$0,93 \% \leq 1,5 \% \text{ (CUMPLE)}$$

Calculamos la caída de tensión en la línea del **seguidor 3**:

$$\%v = \frac{200 \cdot 16740 \cdot 72}{48 \cdot 602,64^2 \cdot 10} = 1,38 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$1,38 \% \leq 1,5 \% (CUMPLE)$$

Calculamos la caída de tensión en la línea del **seguidor 4**:

$$\%v = \frac{200 \cdot 16740 \cdot 95,5}{48,85 \cdot 602,64^2 \cdot 16} = 1,13 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$1,13 \% \leq 1,5 \% (CUMPLE)$$

Calculamos la caída de tensión en la línea del **seguidor 5**:

$$\%v = \frac{200 \cdot 16740 \cdot 120}{48,85 \cdot 602,64^2 \cdot 16} = 1,42 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$1,42 \% \leq 1,5 \% (CUMPLE)$$

### ***Cableado a entrada del inversor:***

Los conductores serán de cobre con aislamiento XLPE enterrados a una distancia de 1.5 m, con lo que no será necesario aplicar ningún factor de corrección en este caso.

Los conductores de las filas **(1 y 6)** y **(2 y 5)**, **(3 y 4)** tendrán la misma longitud por lo que se calcularán conjuntamente.

**Por capacidad térmica:**

Se calcula la  $I_B$ :

$$I_B = \frac{16740 \cdot 5}{33,48 \cdot 18} = \frac{83700}{602,64} = 138,8 \text{ A}$$

De las tablas se obtiene la  $I_Z$  y la sección del conductor:

$$I_Z = 155 \text{ A} \geq 138,8 \text{ A (CUMPLE)} \rightarrow s = 35 \text{ mm}^2$$

**Por caída de tensión:**

Calculamos la temperatura real estimada en el conductor:

$$T = 40 + (90 - 40) \cdot \left(\frac{138,8}{155}\right) = 84,77 \text{ }^\circ\text{C}$$

Seguidamente obtenemos la variación de la resistencia del conductor con respecto a la temperatura:

$$\rho_{84,77} = \frac{1}{56} \cdot [1 + 0,00392(84,77 - 20)] = 0,224$$

Del cual se extrae  $\gamma$ :

$$\gamma = \frac{1}{0,224} = 44,66$$

Calculamos la caída de tensión en la línea de las **fila 1 y 6** de la instalación:

$$\%v = \frac{200 \cdot 83700 \cdot 50}{44,66 \cdot 602,64^2 \cdot 35} = 1,47 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$1,47 \% \leq 1,5 \% \text{ (CUMPLE)}$$

Calculamos la caída de tensión en la línea de las **fila 2 y 5** de la instalación:

$$\%v = \frac{200 \cdot 83700 \cdot 30}{44,66 \cdot 602,64^2 \cdot 35} = 0,88 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$0,88 \% \leq 1,5 \% \text{ (CUMPLE)}$$

Calculamos la caída de tensión en la línea de las **fila 3 y 4** de la instalación:

$$\%v = \frac{200 \cdot 83700 \cdot 10}{44,66 \cdot 602,64^2 \cdot 35} = 0,29 \%$$

Comprobamos si cumple con la normativa aplicada:

$$0,29 \% \leq 1,5 \% \text{ (CUMPLE)}$$

### 9.4.3 Cálculo de cableado en la parte CA

Solo calcularemos la sección de la parte del cableado de media tensión, ya que la parte de baja en CA viene dimensionada junto a la estación escogida.

Para calcular esta sección utilizaremos otro tipo de calculo, porque en este caso las tensiones son muy altas mientras que las intensidades son pequeñas en comparación.

La normativa de IBERDROLA en este caso nos dice que la caída de tensión no puede superar el 2%. Nuestra instalación será aérea, de cobre con aislamiento HEPR y con conductores unipolares.

Toda la metodología de cálculo y las tablas necesarias las encontraremos en el documento **Proyecto tipo linea de AT de hasta 30 kV** de IBERDROLA.

Calculamos I:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = 16$$

No aplicaremos ningún tipo de factor de corrección en este caso.

De la tabla del conductor (**Retenax Cu 33kV**) del catalogo de Prysmian obtenemos que para esta intensidad debemos escoger una sección de  $50 \text{ mm}^2$  con una intensidad admisible de 245 A.

Se calculará la intensidad de cortocircuito de la línea, sabiendo que la potencia aparente de cortocircuito es de 400 MVA:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V} = 11547 A$$

Comprobaremos la  $I_{cc}$  con el conductor de  $50 \text{ mm}^2$  obteniendo la densidad de corriente de la tabla 22 de la norma para un  $t_{cc} = 0.3s$  :

$$I_{cc}50 = 162 A/mm^2 \cdot 50 mm^2 = 8100 A$$

$$8100 A > 11547 A \text{ (NO CUMPLE)}$$

Aumentamos sección hasta que cumpla:

$$I_{cc}50 = 162 A/mm^2 \cdot 95 mm^2 = 8100 A$$

Este conductor tendra una  $I_{max} = 370$

$$15390 A > 11547 A \text{ (CUMPLE)}$$

Ahora calculamos la sección necesaria de cortocircuito teniendo en cuenta la temperatura del conductor cuando se inicia el cortocircuito. Se probara con una sección inferior a a la escogida por si fuera suficiente.

$$I_{cc} = \frac{K \cdot s}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln(\frac{T_{cc}+\beta}{T_i+\beta})}{\ln(\frac{T_{cc}+\beta}{T_s+\beta})}}$$

Siendo:

- $T_{cc}$  : T de cc admisible (250 °C en HEPR)
- $T_i$  : T del conductor en régimen permanente (cuando circulan 16 A, se debe calcular)
- $T_s$  : T máxima del conductor en régimen permanente (105°C para HEPR)
- $\beta$  : 228 para aluminio y 235 para cobre
- K : coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, coincide con el valor de densidad de para los aislamientos de 1s (89)

- $t_{cc}$  : duración del cc (0.3 s en nuestro caso)
- $s$  : la sección del conductor

Calculamos  $T_i$ :

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb})(I/I_{max})^2$$

Siendo la temperatura ambiente de 25 °C

$$T_i(70^\circ) = 25 + (105 - 25)(16/305)^2 = 25,22^\circ C$$

$$I_{cc} = \frac{89 \cdot 70}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln(\frac{250+228}{25,22+228})}{\ln(\frac{250+228}{105+228})}} = 15079,94 \text{ A} > 11547 \text{ A}$$

Como cumple sobradamente se intentará bajar la sección a una inferior para abaratar costes:

$$T_i(50^\circ) = 25 + (105 - 25)(16/245)^2 = 25,34^\circ C$$

$$I_{cc} = \frac{89 \cdot 50}{\sqrt{0,3}} \cdot \sqrt{\frac{\ln(\frac{250+228}{25,34+228})}{\ln(\frac{250+228}{105+228})}} = 10767,38 \text{ A} < 11547 \text{ A}$$

No cumple, por tanto nos quedaremos con la sección de  $70mm^2$

Realizaremos la comprobación por caída de tensión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I(R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Donde:

- $L$  : Longitud de la linea en km
- $I$  : intensidad que recorre la línea
- $R$  : resistencia del conductor en  $\Omega/km$  (se calcula a la  $T$  que se encuentra en conductor)

- $X$  : reactancia del conductor en  $\Omega/km$  (se encuentra en el catalogo de Prysmian)
- $\cos\varphi = 0.85$  y  $\sin\varphi = 0.527$

Calculamos  $R$  a la  $T$  que esta el conductor:

$$R_T = R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Siendo:

- $R_{20}$  : valor de la resistencia a  $20^\circ C$  (del catalogo de Prysmian) con un valor de  $0.341 \Omega/km$
- coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor  $0.00403$  para aluminio

$$R_{25,22} = 0,341 \cdot (1 + 0,00403 \cdot (25,22 - 20)) = 0,348 \Omega/km$$

Finalmente calculamos la caída de tensión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 0,02 \cdot 16(0,348 \cdot 0,85 + 0,220 \cdot 0,527) = 0,2282 \%$$

La caída de tensión es insignificante, por tanto el conductor escogido cumple sobradamente.

## 9.5 Cálculo de protecciones

### 9.5.1 Cálculo de protecciones en la parte de CC

En CC no se no existe el cortocircuito sino mas bien se trata de una sobrecarga, por tanto no se realizará la comprobación por cortocircuito.

En nuestro caso solo dimensionaremos los fusibles ya que los demás elementos que vienen integrados por defecto en las cajas de protección cumplen sobradamente la normativa aplicada.

#### *Protecciones en caja de nivel 1*

Comprobamos que la  $I_{cc}$  de los paneles sea menor que la  $I_Z$  escogida:

$$I_{cc} = 9,85 \text{ A} \leq I_Z = 19 \text{ A}$$

Para saber si el fusible escogido es correcto se deben hacer dos comprobaciones:

Primera comprobación:

$$I_B = 9,26 \text{ A} \leq I_N = 16 \text{ A} \leq I_Z = 19 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Segunda comprobación:

$$I_F = 1,9 \cdot 16 = 30,4 \text{ A} \leq I_Z = 1,45 \cdot 19 = 27,55 \text{ A} \text{ (NO CUMPLE)}$$

Aumentamos la sección a la siguiente de la tabla, de  $2,5\text{mm}^2$ :

Primera comprobación:

$$I_B = 9,26 \text{ A} \leq I_N = 16 \text{ A} \leq I_Z = 26 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Segunda comprobación:

$$I_F = 1,9 \cdot 16 = 30,4 \text{ A} \leq I_Z = 1,45 \cdot 26 = 37,7 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Las caja dispondrá de un interruptor seccionador de hasta 900VDc.



**Protecciones en caja de nivel 2****Seguidor 1:**

$$I_B = 34,63 \text{ A}$$

Comprobaciones:

Primera comprobación:

$$I_B = 34,63 \text{ A} \leq I_N = 40 \text{ A} \leq I_Z = 46 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Segunda comprobación:

$$I_F = 2,1 \cdot 40 = 84 \text{ A} \leq I_Z = 1,45 \cdot 46 = 66,7 \text{ A} \text{ (NO CUMPLE)}$$

Aumentamos sección a  $6 \text{ mm}^2$  y volvemos a realizar las comprobaciones:

Primera comprobación:

$$I_B = 34,63 \text{ A} \leq I_N = 40 \text{ A} \leq I_Z = 58 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Segunda comprobación:

$$I_F = 1,9 \cdot 40 = 76 \text{ A} \leq I_Z = 1,45 \cdot 58 = 84,1 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

**Seguidores 2 y 3:**

Primera comprobación:

$$I_B = 34,63 \text{ A} \leq I_N = 40 \text{ A} \leq I_Z = 77 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Segunda comprobación:

$$I_F = 1,9 \cdot 40 = 76 \text{ A} \leq I_Z = 1,45 \cdot 77 = 111,65 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

**Seguidores 4 y 5:**

Primera comprobación:

$$I_B = 34,63 \text{ A} \leq I_N = 40 \text{ A} \leq I_Z = 100 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

Segunda comprobación:

$$I_F = 1,9 \cdot 40 = 76 \text{ A} \leq I_Z = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ A} \text{ (CUMPLE)}$$

### 9.5.2 Cálculo de protecciones en la parte CA

Todas las protecciones de CA tanto en baja como en media tensión vienen incluidas en el **MV POWER STATION**, se explican en el capítulo 5

## 9.6 Cálculo de puesta a tierra

### 9.6.1 Cálculo de tierras de protección

La parte de baja tensión tanto de CC como de CA va conectada a una única tierra, esta irá conectada a la estructura de soporte de los paneles, formara un anillo en toda la instalación, en el cual también estará conectado el inversor. El conductor será de cobre desnudo de  $35 \text{ mm}^2$  y esta enterrado junto a la zanja con el cableado de la instalación.

Debemos conocer la suma total de la resistencia de toma de tierra  $R_A$ :

$$\frac{V}{I_a} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

Siendo:

- $V$  : la tensión límite de contacto convencional, 24 V para locales húmedos (la mas desfavorable)
- $I_a$  : la intensidad máxima de defecto a tierra, 300 mA en el caso de nuestro diferencial integrado en el inversor

Sabiendo que para nuestro terreno de arena arcillosa se tiene una resistividad de  $500 \Omega \cdot m$ , procederemos a calcular si con el conductor desnudo será suficiente o se deberá instalar adicionalmente picas.

Con una longitud total de la tierra de 892 m se calculará la resistencia con un conductor enterrado horizontalmente:

$$R = 2 \cdot \frac{\rho}{L} = 2 \cdot \frac{500}{892} = 1,21 \Omega$$

No hará falta la instalación de picas porque:

$$1,21 \Omega < 800 \Omega$$

También se cumple la condición de Iberdrola en que el valor de la resistencia a tierra no debe superar los  $50 \Omega$  para líneas de  $\leq 20$  kV.

La tierra de servicio (neutro) de la empresa suministradora se situará a 15 m como mínimo de la tierra de protección.



## Capítulo 10

# Balance económico

*En este capítulo se mostrará la viabilidad del proyecto y el periodo que debe transcurrir para empezar a obtener beneficios.*

Se ha realizado un cálculo de la producción que realizara la planta durante toda su vida útil. Se debe tener en cuenta que el rendimiento de los paneles va disminuyendo con el paso de los años, hasta llegar al 80% en el último año de la instalación. En el cálculo se muestra que la planta empieza a ser rentable una vez han transcurrido **13 años**.

Para realizar el cálculo se ha utilizado una hoja de cálculo y se tiene en cuenta los siguientes datos:

- Potencia de la instalación
- Radiación media anual
- Eficiencia de la instalación
- Rendimiento de los paneles
- Energía producida
- Precio de venta
- Beneficios de la venta

Año	Potencia de la instalación (kW)	Radiación media anual (kWh)	Eficiencia de la instalación	Rendimiento de los paneles (%)	Energía producida (MWh)
1	502.2	2660	0.8	100	1068.682
2	502.2	2660	0.8	100	1068.682
3	502.2	2660	0.8	100	1068.682
4	502.2	2660	0.8	100	1068.682
5	502.2	2660	0.8	100	1068.682
6	502.2	2660	0.8	99	1057.995
7	502.2	2660	0.8	99	1057.995
8	502.2	2660	0.8	98	1047.308
9	502.2	2660	0.8	98	1047.308
10	502.2	2660	0.8	97	1036.621
11	502.2	2660	0.8	97	1036.621
12	502.2	2660	0.8	96	1025.934
13	502.2	2660	0.8	96	1025.934
14	502.2	2660	0.8	95	1015.248
15	502.2	2660	0.8	95	1015.248
16	502.2	2660	0.8	94	1004.561
17	502.2	2660	0.8	93	993.874
18	502.2	2660	0.8	92	983.187
19	502.2	2660	0.8	91	972.500
20	502.2	2660	0.8	90	961.813
21	502.2	2660	0.8	89	951.127
22	502.2	2660	0.8	88	940.440
23	502.2	2660	0.8	87	929.753
24	502.2	2660	0.8	86	919.066
25	502.2	2660	0.8	85	908.379
26	502.2	2660	0.8	84	897.693
27	502.2	2660	0.8	83	887.006
28	502.2	2660	0.8	82	876.319
29	502.2	2660	0.8	81	865.632
30	502.2	2660	0.8	80	854.945

Año	Energía producida (MWh)	Precio de venta mWh (€)	Beneficios de la venta (€)	Balance de beneficios (€)
1	1068.682	53.84	57538	-714359
2	1068.682	53.84	57538	-656821
3	1068.682	53.84	57538	-599283
4	1068.682	53.84	57538	-541745
5	1068.682	53.84	57538	-484207
6	1057.995	53.84	56962	-427245
7	1057.995	53.84	56962	-370283
8	1047.308	53.84	56387	-313896
9	1047.308	53.84	56387	-257508
10	1036.621	53.84	55812	-201697
11	1036.621	53.84	55812	-145885
12	1025.934	53.84	55236	-90649
13	1025.934	53.84	55236	-35412
14	1015.248	53.84	54661	19248
15	1015.248	53.84	54661	73909
16	1004.561	53.84	54086	127995
17	993.874	53.84	53510	181505
18	983.187	53.84	52935	234440
19	972.500	53.84	52359	286799
20	961.813	53.84	51784	338583
21	951.127	53.84	51209	389792
22	940.440	53.84	50633	440425
23	929.753	53.84	50058	490483
24	919.066	53.84	49483	539966
25	908.379	53.84	48907	588873
26	897.693	53.84	48332	637205
27	887.006	53.84	47756	684961
28	876.319	53.84	47181	732142
29	865.632	53.84	46606	778748
30	854.945	53.84	46030	824778





## Capítulo 11

# Conclusiones

*En el presente capítulo se expondrán las conclusiones obtenidas una vez realizado el proyecto.*

Se ha determinado en este proyecto que una planta fotovoltaica puede ser rentable durante mucho tiempo con un correcto dimensionado y escogiendo de manera acertada los elementos que la componen.

El excesivo tiempo que se tarda en obtener beneficios y al tratarse de una energía relativamente nueva no se sabe como responderán los equipos una vez transcurrida la vida útil de la instalación, puede ser un motivo para que no exista mas inversión en este sector.

Es un mercado al alza de manera y cada vez serán mas rentables este tipo de instalaciones debido a que el coste de los materiales esta disminuyendo considerablemente.

Por tanto la conclusión final es que se deben de fomentar este tipo de energía, como todas las renovables para no depender de tipos de producción de energía contaminantes y no renovables.



## Capítulo 12

# Bibliografía

E.Alcor *Instalaciones solares fotovoltaicas*

O.Perpiñán, A.Colmenar, y M. Castro *Diseño de sistemas fotovoltaicos*

ABB *Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10, Plantas fotovoltaicas*



## Capítulo 13

# Pliego de condiciones

*En el presente capítulo se expone la normativa utilizada para la redacción del proyecto, así como los tramites legales correspondientes para su puesta en funcionamiento*

### ***Antecedentes***

Esta documentación acredita la instalación según las normativas vigentes en el estado Español, esta será una actualización de las normas presentes en el año de la instalación. Tenemos como finalidad establecer qué condiciones se debe tomar para esta instalación solar fotovoltaica conectada a red.

### ***Promotor***

El promotor de la instalación de la planta fotovoltaica sobre la parcela con una potencia de 502.2 kW será el propietario del terreno destinado a la instalación. El propietario cuenta con un NIF 000000001X y su domicilio fiscal en su vivienda en la localidad de Alzira con código postal 4600, calle colon nº8.

### ***Generalidades***

El presente pliego de condiciones esta basado para instalaciones fotovoltaicas con conexión a red destinadas a la venta de energía.

La normativa aplicada en ámbito general será la misma que en todo el estado, teniendo en cuenta las posibles modificaciones que puede haber en la normativa de la Comunidad Valenciana.

La normativa aplicada es la siguiente:

- **Real decreto 1955/2000** de 1 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real decreto 842/2002**, de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias
- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial
- **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha
- **Ley 24/2013**, de 27 de noviembre del sector eléctrico
- **Ley 10/2006**, de 21 de diciembre, de energías renovables y ahorro y eficiencia energética
- **Real Decreto 337/2014**, de 9 de Mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementaria ITC-RAT de 01 a 23
- **Real Decreto 413/2014**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- **Real Decreto 1110/2007**, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 1663/2000** sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### *Documentos complementarios*

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, julio de 2011, **IDAE**(Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía)
- **Reglamento electrotécnico de baja tensión(REBT)**
- Normas propias de la empresa distribuidora (**IBERDROLA**)

---

### ***Tramites legales***

- Solicitud del promotor
  - Plazos de respuesta a la solicitud
  - Aceptación de las condiciones de conexión
- Aceptación del proyecto por la CC.AA
- Ejecución del proyecto
- Conexión a la red
- Contratación
- Instalación de la medida y conexión a la red
- Facturación

Cada apartado de los tramites lo podemos encontrar explicado detalladamente en la siguiente url: <https://www.i-de.es/gestiones-online-soporte/conexion-productores/proceso-conexion>

### ***Elementos de la instalación***

Todos los elementos de la instalación deben de cumplir con la normativa vigente, seguidamente expondremos los puntos mas importantes que se han tenido en cuenta extraídos del pliego de condiciones del **IDAE**

### ***Generador fotovoltaico***

Los paneles fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.

El módulo tendrá el nombre del fabricante y su modelo de manera claramente visible.

### ***Estructura soporte de los módulos***

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones del Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

### ***Inversor***

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

El factor de potencia del inversor en el lado de CA será de un mínimo de 0,95 con una carga del 25 % al 100 % de su potencia nominal

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios, IP 30 para inversores en el interior de edificios, y de IP 65 para inversores instalados en el exterior.

Cumplirán la siguiente normativa:

- UNE-EN 62477-1, marca los requisitos de seguridad para equipos de conversión de potencia de semiconductores
- UNE-EN 62109, seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos

### ***Cableado***

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5



---

### ***Protecciones***

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

### ***Conexión a red***

Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

### ***Medidas***

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

### ***Puesta a tierra***

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.



## Capítulo 14

# Presupuesto

*En el presente capítulo se mostrará el presupuesto detallado necesario para poder realizar la instalación*

Elementos	Precio(€)	Cantidad	Total(€)
Módulos fotovoltaicos	174	1620	281880
Seguidor solar	11250	30	337500
MV POWER STATION 500SC	104345	1	104345
Cableado			
P-Sun CPRO 2.5 mm <sup>2</sup>	0.40 x m	240 m	96
ZZ-F 6 mm <sup>2</sup>	0.78 x m	250 m	195
ZZ-F 10 mm <sup>2</sup>	1.12 x m	1200 m	1344
ZZ-F 16 mm <sup>2</sup>	1.35 x m	2150 m	2092.5
ZZ-F 70 mm <sup>2</sup>	7.35 x m	60 m	441
Cobre desnudo 35 mm <sup>2</sup>	3.57 x m	892m	3184.44
SUB-TOTAL			<u>7352.94</u>
Tubos protectores			
Corrugado 35 mm <sup>2</sup>	0.10 x m	150m	15
Corrugado 40 mm <sup>2</sup>	0.43 x m	720m	309.6
Corrugado 75 mm <sup>2</sup>	1.24 x m	1293m	1603.32
Corrugado 90 mm <sup>2</sup>	1.38 x m	160m	220.8
SUB-TOTAL			<u>2148.72</u>
Equipos de protección			
Nivel 1	341.66	30 uds	9349.8
Nivel 2	548.35	6 uds	3290.1
SUB-TOTAL			<u>12559.9</u>
TOTAL ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN			<div>745,786.56</div>

Obra civil	Precio(€)	Cantidad	Total(€)
Zanjas	25€·m	30	750
Excavación caseta	25€·h	2	50
Hormigón	60 €·m <sup>3</sup>	85	5100
Vallado	10€·m	653	6530
TOTAL PRESUPUESTO OBRA CIVIL			12430

Mano de obra	Precio(€)	Cantidad	Total(€)
Oficial de primera	15€·h	180	2700
Oficial de segunda	13€·h	180	2340
Peón de obra	8€·h	2 x 180	2880
Técnico electricista	12€·h	3 x 160	5760
TOTAL PRESUPUESTO DE MANO DE OBRA			13680

Presupuesto total	Total(€)
Elementos	745,786.56
Obra civil	12430
Mano de obra	13680
TOTAL PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN	771896.56

# Apéndice A

## Planos

- Plano n°1 : Vista de la planta en la parcela
- Plano n°2 : Cableado de la instalación
- Plano n°3 : Puesta a tierra de la instalación
- Plano n°4 : Conexión de paneles en el seguidor
- Plano n°5 : Esquema unifilar de la instalación

